

ВЫБОР ОПТИМАЛЬНЫХ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ ДЛЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА НЕФТИ НА ЛОР-ЕГАНСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ХМАО)

Н.А. Капин

Научный руководитель - доцент И.С. Хомяков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Лор-Еганское месторождение находится на третьей стадии разработки, большая часть скважин уже перешла в бездействующий фонд, либо работает с обводненностью близкой к предельной.

Месторождение характеризуется достаточно высокой проницаемостью (около 40 мД), однако в Северной части месторождения имеются зоны со сниженными фильтрационно-емкостными свойствами.

Помимо этого, в отличие от центральной части месторождения, на Севере имеется подстилающая вода.

Перечисленные выше причины привели к низкой выработке данной зоны – 66% остаточных извлекаемых запасов нефти содержатся именно там.

При этом утвержденным проектным решением является бурение горизонтальных скважин – данная технология показала высокую эффективность на соседних месторождениях, однако предварительная экономическая оценка показала низкую рентабельность скважин для данной зоны. Необходим поиск новых технологий для решения описанных выше проблем.

Всего на объекте выделяется 11 перспективных участков, ранжирование приведено в таблице [2].

Зеленым цветом выделены наиболее перспективные блоки: запасы больше 100 тыс. т, давление больше 160 атм., красным – негативные факторы: давление ниже 160 атм., запасы меньше 50 тыс. т.

Как видно основная перспектива разработки месторождения связано с бурением скважин в блоки №9-11.

При этом стоит отметить, что в этой зоне содержится 66% от всех потенциально не вводимых в разработку текущий стратегией запасов – порядка 750 тыс. т. нефти.

Таблица

Ранжирование перспективных зон по запасам

| Перспективные зоны | Блок | Объем подвижных запасов нефти всего, тыс. т. | Объем остаточных запасов нефти минус базовая добыча, тыс. т. | Перспектива бурения |
|--------------------|------|--|--|---------------------|
| 1 | 1 | 16,2 | 4,2 | - |
| 2 | 1 | 14,2 | 2,1 | - |
| 3 | 2 | 18,1 | 3,1 | - |
| 4 | 3 | 41,7 | 5,1 | - |
| 5 | 4 | 23,4 | 3,1 | - |
| 6 | 4 | 64,5 | 8,1 | - |
| 7 | 4 | 150,3 | 20,1 | - |
| 8 | 5 | 26,9 | 3,1 | - |
| 9 | 6 | 368,8 | 350,8 | + |
| 10 | 6 | 164,6 | 164,5 | + |
| 11 | 6 | 200,2 | 200,2 | + |

Действующим проектным документом для довыработки запасов из данной зоны утверждено бурение добывающих горизонтальных скважин, а также наклонно-направленных нагнетательных скважин.

Проницаемость по данной зоне составляет 4 мД (ГДИС), что объясняет низкую рентабельность скважин (NPV куста составляет 15 млн. р), в случае изменения добычи нефти на 10% куст становится нерентабельным [2].

Другой проблемой разработки данной зоны является наличие подстилающей воды, которая осложняет процесс проведения ГРП.

Однако водонасыщенные пропластки удалены на 24 м от кровли нефтяного пласта.

Исходя из этого можно сказать, что перспективным выглядит применение МГРП на горизонтальных скважинах, но требуется подбор технологии, которая позволит избежать прорывов трещины в водоносные горизонты [1].

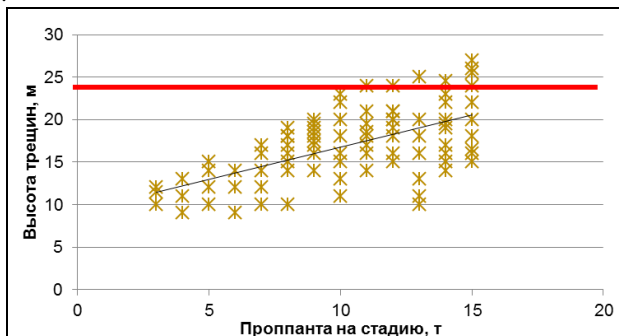


Рис. Зависимость высоты трещины от закаченной массы проппанта

Ближайшим месторождением-аналогом со схожими проблемами является Самотлорское месторождение.

На нем имеется схожая проблема - ниже нефтяных пропластков находятся водонасыщенные зоны.

Применение технологии МГРП на К205 Самотлорского месторождения позволило увеличить дебит нефти на 79%. Для снижения риска прорыва трещины на месторождении применялось ограничение массы проппанта – рисунок.

Как видно из приведенной выше зависимости, ограничение тоннажа до 10 т. на стадию позволяет получать трещину до 24 м.

Проведенные оценочные расчеты показали, что данная технология позволит увеличить дебит проектных горизонтальных скважин на 39 т/сут, тем самым увеличить NPV с 15 до 43 млн. р.

Следовательно, данная технология может быть рекомендована к применению.

Литература

1. Паршин Н.В. Опыт работы и оптимизация технологии МГРП без подъема ГНКТ на месторождении им. Виноградова / SPE-191720-18RPTC-RU – 2018. – 11 с.
2. Дополнение к Технологическому проекту разработки Лор-Еганского месторождения / ЗАО «ТИНГ» – 2014 г. – 300 с.

СОЗДАНИЕ ИНТЕГРИРОВАННОЙ МОДЕЛИ СЕКТОРА НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ДЛЯ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ И ОПТИМИЗАЦИИ РАЗРАБОТКИ

Д.В. Каравский, В.А. Полянский

Научный руководители: доцент Л.В. Шишмина, аспирант П.Ю. Гусев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Использование компьютерного моделирования в нефтегазовой промышленности позволяет контролировать эксплуатацию месторождений и прогнозировать целевые параметры. Модели отдельных залежей углеводородов являются инструментами для оптимизации их работы. В большинстве случаев нефтедобывающие компании разрабатывают не один, а сразу несколько продуктивных горизонтов. В случае моделирования отдельно взятых пластов, связанных общей системой сбора, возможно искажение показателей разработки. Это связано с тем, что такие схемы не учитывают граничные условия общей системы сбора. Поэтому приобретают особую актуальность интегрированные модели «пласт-скважина-система сбора», которые позволяют оптимизировать систему разработки для достижения максимальных показателей по каждому из пластов.

Данная работа рассматривает интегрированное моделирование залежи, которое объединяет гидродинамические модели двух отдельно разработанных пластов сектора месторождения «Х», а также результаты оптимизации разработки этих горизонтов.

Месторождение «Х» было открыто в 1967 году. Оно находится в южной части Васюганского нефтеносного района Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, в Российской Федерации. Месторождение расположено в южной части Томской области (административный округ Парабель) и представляет собой нефтегазоконденсатное месторождение с низкими проницаемостями верхнеюрских песчаных коллекторов. Углеводородсодержащий пласт Васюганской свиты образован прибрежно-морскими и морскими отложениями: аргиллитами, алевролитами, песчаниками и глинами. Внутреннее геологическое строение васюганской свиты имеет сложную структуру, что обусловлено наличием поверхностей размыва и непроницаемых глин в залежах некоторых частей пласта.

Пласт Ю₁¹ является нефтяным (содержит 20% нефти всего месторождения «Х»), в то время как Ю₁² идентифицируется как нефтегазоконденсатный пласт с газовой шапкой. В нем находятся 80% от запасов нефти на месторождении (таблица 1).

Таблица 1

Геолого-физические характеристики пластов

| Пласт | Ю ₁ ¹ | Ю ₁ ² |
|---|-----------------------------|-----------------------------|
| Извлекаемые запасы нефти, % | 20,0 | 80,0 |
| Газовый фактор, м ³ /т | 883,8 | 350,0 |
| Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с | 0,04 | 0,3 |
| Плотность нефти пластовых условиях, кг/м ³ | 382,0 | 576,7 |
| Плотность сепарированной нефти, кг/м ³ | 741,0 | 777 |
| Давление насыщения, МПа | 22,7 | 20,3 |
| Начальное пластовое давление, МПа | 24,5 | 24,9 |
| Объемный коэффициент, м ³ /м ³ | 5,032 | 2,003 |

Очень низкая вязкость нефти в пластовых условиях и относительно высокая проницаемость пород определяют более высокую подвижность нефти пласта Ю₁¹ по сравнению с Ю₁², ввиду чего было решено разрабатывать их отдельно.

Месторождение «Х» разрабатывается компанией «ТомскГазпром» с помощью 91 добывающей скважины (31 скважина пласта Ю₁¹ и 60 скважин пласта Ю₁²), которые расположены на девяти кустовых площадках. Всего планируется ввести 36 кустовых площадок, которые будут вмещать 436 эксплуатационных скважин (138 скважин пласта Ю₁¹ и 338 эксплуатационных скважин, разрабатывающих Ю₁²).

На месторождении «Х» внедрена герметичная система сбора добытой жидкости. Сборный коллектор имеет подземный способ прокладки (на глубине 0,8 м). Продукция скважин поступает в выкидные линии, после чего направляются в измерительные установки, а затем через систему сбора в комплекс подготовки.

Устьевое давление скважин пласта Ю₁¹ составляет 170–190 бар (скважины фонтанируют), а устьевое давление скважин пласта Ю₁², составляет 13–40 бар (оборудованы УЭЦН). Общая система сбора рассчитана на максимальное давление в линии 40 бар и имеет единый узел сепарации. Таким образом, добывающие скважины пласта Ю₁¹, имеют очень высокое устьевое давление. В этих скважинах часто образуются гидраты, которые